

ALTERNATIVAS DE INTEGRACIÓN NUCLEAR PARA DESALINIZAR AGUA EN APOYO A CUENCAS CON ESCASEZ HÍDRICA

Alejandro de la Barra Raveau

*Magister en Ingeniería de la Energía, Pontificia Universidad Católica de Chile
Ingeniero Civil, Universidad Técnica Federico Santa María*

RESUMEN: *En el contexto de la reducción de la seguridad hídrica que experimenta parte del país debido a la progresiva disminución de las precipitaciones y la degradación de las fuentes continentales de agua, el presente trabajo estudia las opciones disponibles para dar apoyo a una cuenca en situación de escasez hídrica debida al desbalance entre la oferta y la demanda. El enfoque se centra en postular un sistema ligado de energía nuclear y de desalinización de agua de mar que, operado conjuntamente, provea de forma sustentable abastecimiento futuro tanto hídrico como energético. El estudio aborda la selección de la cuenca de aplicación, la configuración y evaluación económica del sistema nuclear y de desalinización, la estimación de demandas futuras de agua para riego, procesos mineros y agua potable, el análisis y selección de tecnologías de desalación, el estudio comparativo de reactores nucleares y una breve revisión de algunos de los criterios y factores que deben tomarse en cuenta al momento de definir el emplazamiento para una central nuclear de potencia. La aplicación de los criterios abordados decanta en la preferencia de un sistema de desalinización por medios de membrana por sobre los térmicos, de 260.000 m³/día de capacidad al término del período de previsión. El sistema resultante se configura y analiza en profundidad, aplicado al apoyo hídrico de la cuenca del Elqui, Región de Coquimbo. El reactor seleccionado se escogió según potencia y características técnicas principales; del análisis comparativo, se consideró al SMR tipo PWR NuScale como el más adecuado (50 MWe de potencia nominal por módulo). Respecto de la rentabilidad del proyecto, si bien ella es positiva para tasas de descuento inferiores al 6% (con precios de nudo a inicios de 2017), la competitividad de la energía nuclear para evitar emisiones de CO₂ frente a otras alternativas limpias de generación, resulta ser mayor por amplio margen. El riesgo del proyecto se evaluó de manera probabilística para diferentes tasas de descuento bajo condición de VAN ≥ 0, mostrando alta seguridad (83% de probabilidad para VAN positivo) solo para tasas de descuento en torno al 5%.*

PALABRAS CLAVE: *Escasez hídrica, desalinización, Integración Nuclear, Reactores Modulares.*

1 INTRODUCCIÓN

Más allá de toda discusión sobre el Cambio Climático, la crisis hídrica es hoy una realidad nacional. En tal sentido, estudios pronostican reducciones en las precipitaciones de

30% al 40% para la zona comprendida entre la Región de Antofagasta y la Región de Los Lagos (Fuentes, 2013). Bajo dicho escenario, es de notar que el problema no solo afecta al agua como factor productivo, sino que como elemento fundamental para la vida, incluida la humana. Por tanto, el problema se transforma en una brecha de relevancia estratégica para el futuro del país.

Sin perjuicio de las dificultades que ellas imponen, es conocido que las crisis traen consigo oportunidades, y la escasez hídrica no es la excepción. La búsqueda de soluciones para la satisfacción de la creciente demanda hídrica futura, tanto a nivel de suministro residencial como industrial, exige plantear alternativas de producción de agua fresca más allá de las fuentes tradicionales (cauces, lagunas y acuíferos, fundamentalmente). Por ello, la desalación de aguas salinas podría llegar a transformarse en la opción de producción masiva de agua fresca para el futuro, tal como ya sucede en varios países alrededor del mundo, más allá de los propósitos industriales a los que fundamentalmente se aboca. Aunque las tecnologías disponibles se encuentran en distintos niveles de desarrollo y madurez –Osmosis Inversa (RO) y Destilación (MSF, MED), principalmente–, todas ellas comparten como denominador común una elevada intensidad en el consumo energético; la alta potencia y energía de base confiable y continua, resultan, por tanto, factores elementales para el suministro energético requerido por este tipo de soluciones. En consecuencia, la escasez hídrica es un problema que exige considerar la variable energética sustentable, la cual es posible de resolver a través de sistemas de energía que integren las condiciones mínimas requeridas.

En el presente trabajo se busca insertar, dentro de la gama de opciones de producción energética, la generación nuclear como alternativa válida para disponer de potencia sustentable y suficiente que permita enfrentar la escasez hídrica mediante la producción de agua fresca con algunas de las tecnologías actuales de desalinización.

2 LOS EFECTOS DE LA SEQUÍA Y EL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA CUENCA DEL ELQUI

Con el fin de dar sustento a la problemática que se plantea, se presenta a continuación la serie de efectos que la escasez hídrica y el Cambio Climático, les ha significado a las principales fuentes de agua con que cuenta específicamente la Cuenca del Elqui, ubicada en la provincia del mismo nombre.

Las fuentes hídricas que se analizan en los términos comentados son las siguientes: (i) Escorrentía superficial del río Elqui; (ii) Acuíferos; (iii) Embalses Puclaro y La Laguna; (iv) Glaciar El Tapado.

2.1 Evolución del comportamiento fluviométrico del Río Elqui

Se recabaron y graficaron en la Figura 1 las series de caudales medios mensuales de 1990 a 2017 (informados por la Dirección General de Aguas, DGA), cuyos datos pertenecen a las siguientes estaciones fluviométricas: (a) Estación Elqui en Algarrobal (ubicada aguas abajo de la confluencia de los afluentes Claro y Turbio, Sector Elqui Medio); (b) Estación Elqui en Almendral (ubicada aguas abajo del embalse Puclaro, Sector Elqui Bajo); (c) Estación Elqui en La Serena (ubicada aguas arriba de la desembocadura costera del Río Elqui, Sector Elqui Bajo). En la gráfica se observa la disminución de los caudales superficiales con que cuenta la cuenca para satisfacer la demanda. Asimismo, se aprecia que los *peaks* de escorrentía se encuentran en fase en las tres estaciones analizadas, por lo que el embalse Puclaro pareciera no provocar mayor distorsión en el comportamiento del río aguas abajo de sí.

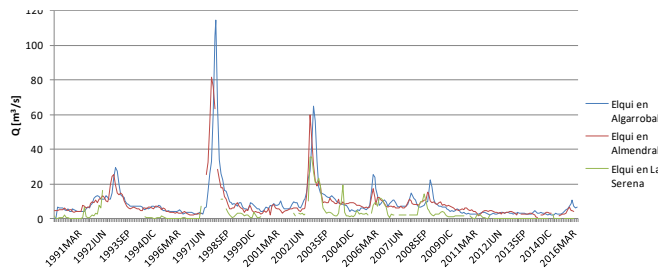


Figura 1: Fluvimetría Río Elqui, según datos DGA 1990-2017 (Elaboración propia)

2.2 Evolución del comportamiento de fuentes hídricas subterráneas

Según se ha visto, la disponibilidad de la escorrentía superficial en el río Elqui ha disminuido de forma notoria; dado que esta escorrentía es fuente importante para la recarga natural de los acuíferos de la cuenca, resulta necesario corresponder la situación superficial con el comportamiento de los acuíferos que se relacionan con ella. Para ello, se han recopilado las series de niveles estáticos registrados en los siguientes pozos de monitoreo DGA, entre 1972 y 2015: (i) El Sauce 2 (ubicado en la zona del acuífero Culebrón, Elqui Bajo); (ii) Pueblo Las Rojas (ubicado en la parte media del Sector Elqui Bajo); (iii) Asentamiento Victoria B-13 (ubicado en la parte media del Sector Elqui Medio, aguas arriba del embalse Puclaro); (iv) Montegrande (ubicado en el Sector río Claro, en la localidad de Montegrande); (v) Escuela Rivadavia (ubicado aguas arriba de la afluencia del río Turbio, Sector Río Turbio). Con los valores informados por la DGA, se ha construido el gráfico mostrado en la Figura 2.

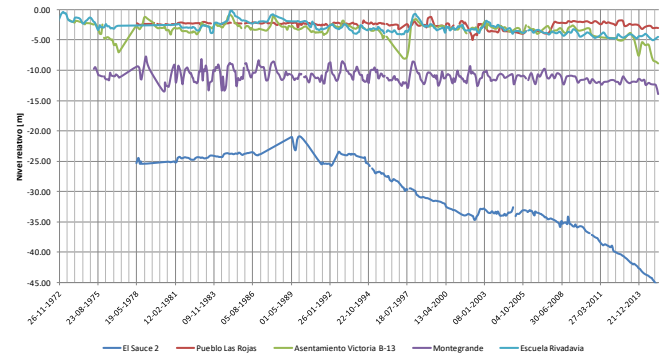


Figura 2: Comparación gráfica del comportamiento de niveles en pozos de monitoreo DGA, cuenca del Elqui, 1972-2015 (Elaboración propia)

A partir de la gráfica señalada se aprecia que: (i) Los acuíferos menores analizados muestran un comportamiento fluctuante, con tendencia al descenso paulatino de sus niveles estáticos desde 2008 en adelante. El caso más claro es el que registra el pozo Asentamiento Victoria B-13; (ii) el acuífero más importante de la cuenca, el denominado Culebrón, muestra un comportamiento extremo a la baja de sus niveles estáticos; esto es coherente con la situación de la cuenca, en términos de: (a) la distribución espacial de la demanda hídrica, sobre todo de los recursos hídricos subterráneos (gran cantidad de pozos) y (b) la intensidad en el uso del agua subterránea del sector; (iii) considerando que la mayor parte de la recarga del acuífero Culebrón proviene de la infiltración producida por los excedentes de riego que genera la agricultura no tecnificada (cuyas aguas provienen, a su vez, del canal Bellavista, que capta sus aguas del río Elqui, Sector Bajo), el descenso brusco de los niveles evidencian el fuerte desbalance entre la oferta hídrica de la cuenca y la demanda por el recurso (concentrada en más de un 37% aguas abajo del embalse Puclaro, respecto del resto de la cuenca).

2.3 Evolución de volúmenes en embalses

Utilizando los datos que entrega la DGA a través de sus “Boletines Mensuales de Información Pluviométrica, Estado de Embalses y Aguas Subterráneas”, se recopilaron los volúmenes acumulados en las dos unidades de regulación con que dispone la cuenca para dotar de seguridad de riego a la actividad agrícola. Así se confeccionó la Figura 3, la cual grafica la evolución de los volúmenes contenidos entre 2005 y 2016.

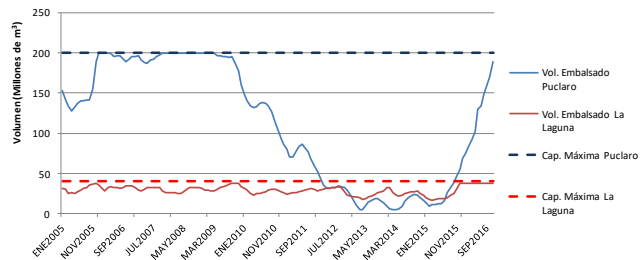


Figura 3: Comportamiento de los embalses Puclaro y La Laguna, en términos del volumen acumulado entre los años 2005 y 2016 (Elaboración propia)

2.4 Retracción del glaciar El Tapado

Se presenta la evolución de uno de los sistemas glaciares más importantes para el abastecimiento hídrico de la cuenca del Elqui, sobre todo para su sección baja (Pourrier, Jourde, Kinnard, Gascoin, & Monnier, 2014), correspondiente al Glaciar El Tapado. Ubicado en la cabecera de la subcuenca del río Turbio (Zona Glaciológica Norte), las fuentes bibliográficas señalan una significativa retracción de su masa (DGA, 2014), lo cual se puede apreciar en la Figura 4.

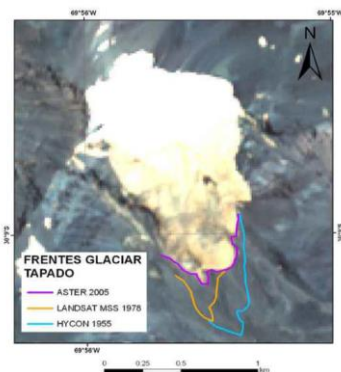


Figura 4: Evolución en retracción del glaciar El Tapado, entre los años 1955 y 2005 (DGA, 2014)

3 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA HÍDRICA EN LA CUENCA DEL ELQUI

Con base en el Catastro Público de Aguas (CPA) de la DGA, se procedió a efectuar una caracterización aproximada de la distribución del uso consuntivo multisectorial del agua en la Cuenca del Elqui. Dado que los derechos de agua no representan de manera directa el volumen de consumo efectivo, los valores indicados por el CPA se corrigieron mediante el denominado Factor de Uso, el cual depende del sector productivo que hace uso y goce del derecho de agua; sin embargo, estas estimaciones permiten obtener una buena aproximación en cuanto a la distribución porcentual de la demanda sectorial que ejercen las principales actividades de la cuenca (Figura 5).

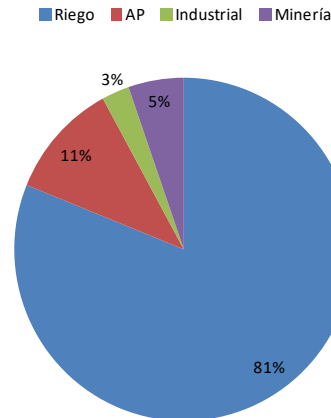


Figura 5: Distribución porcentual global del uso del agua, según derechos de agua consuntivos (Elaboración propia)

Cabe destacar que, a partir del detalle de los datos observados, la parte baja del Elqui es la más intensiva en el uso de recursos hídrico, donde se ejerce el 37,2% del uso total del agua en la cuenca.

4 PROYECCIONES DE DEMANDA HÍDRICA

Tomando en consideración las principales componentes de la demanda hídrica de la cuenca del Elqui, se efectuó una estimación de la demanda proyectada respectiva dentro de un período de previsión adecuado¹, tal que permita dimensionar el volumen adicional que se requeriría por sobre la oferta hídrica que hoy es capaz de proveer, por sí sola, dicha cuenca. En esa dirección, las demandas estimadas son las provenientes de las siguientes componentes: (i) Uso agrícola para riego; (ii) Uso para abastecimiento de agua potable (AP); (iii) Demanda minera de agua fresca para procesos.

Con el fin de conocer el volumen total de agua requerido a futuro para mitigar el déficit hídrico de la cuenca en estudio, derivado de las demandas agrícolas, AP y minera, se ha agregado, en el dominio temporal, los valores estimados. Es importante destacar que solo se sumaron las demandas futuras imputadas al Sector Elqui Bajo (aguas abajo del Embalse Puclaro). Ello se justifica bajo tres consideraciones: (a) El Sector Elqui Bajo es la zona que más presión hídrica genera en los recursos naturales de la cuenca; (b) Se supone a priori que, técnica y económicamente, resulta más viable disponer de caudales de desalación –en apoyo al déficit hídrico del valle del Elqui– en la parte baja de la cuenca; (c) Si las partes alta y baja de la cuenca se operan conjuntamente, a través de sus embalses, mediante la lógica de “vasos comunicantes”, el apoyo hídrico del Sector Elqui Bajo –a través del proyecto que se plantea en este trabajo– necesariamente implica un beneficio en la capacidad de oferta para toda la cuenca.

¹ La definición de “adecuado” para un período de previsión es, de hecho, difícil de establecer, más aun para un proyecto que involucra energía nuclear. Por ello, cada proyección se ha efectuado partiendo de la base actual de datos, referida a un correlativo de años en lugar del año propiamente tal.

En la Figura 6 se muestra la agregación resultante de demanda hídrica proyectada para la parte baja de la cuenca del Elqui. A partir de dicha figura, al año 37 del correlativo el proyecto de apoyo hídrico debería ser capaz de inyectar a la cuenca un caudal medio diario en torno a los 260.000 m³/día, disminuyendo de esta forma la presión (y la dependencia) sobre las fuentes naturales de la cuenca.

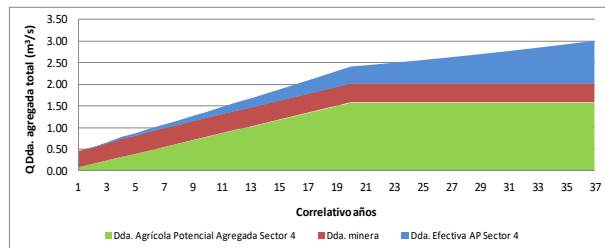


Figura 6: Demanda total agregada proyectada para el apoyo hídrico de la cuenca (Elaboración propia)

5 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS ACTUALES DE DESALACIÓN ACOPLADAS A SISTEMAS NUCLEARES DE POTENCIA

Puesto en términos simples, la denominada “desalación nuclear” se puede definir como toda planta de desalinización que funciona de manera conjunta con una planta nucleoelectrónica, siendo alimentada, en energía y potencia, por ésta (Khamis, 2014)². En tal sentido, es importante notar que, en general, no existen alternativas especiales de reactores nucleares para su acople con tecnologías de desalinización (Khan & Ullah, 2016).

Respecto de la situación de este tipo de sistemas acoplados, trabajos recientes (Khan & Ullah, 2016) establecen que el uso de la tecnología nuclear para la desalinización se ha tornado atractiva, dada la costo-efectividad y sustentabilidad ambiental que representan. Asimismo, se señala que los principales procesos de desalación que hoy se usan en este contexto corresponden al sistema térmico MED (Multi-Effect Distillation) y a la tecnología de membranas semipermeables, que utilizan el concepto de Osmosis Inversa (RO, Reverse Osmosis). En un reactor nuclear, la tecnología MED utiliza la energía térmica para el sistema auxiliar de agua, mientras que el proceso RO emplea energía eléctrica³. El desempeño de la integración dependerá del tipo de reactor escogido.

² Cabe destacar que, al definir la desalación nuclear, el autor citado no hace referencia exclusiva a los sistemas de cogeneración que se sirven de la energía térmica del núcleo para desalinizar, sino que incluye dentro del concepto a la tecnología RO, que solo se abastece de la potencia eléctrica del reactor.

³ Las posibilidades de integración para la desalación nuclear no solo consideran RO y medios de destilación por separado; actualmente también se evalúan integraciones híbridas RO+MED y RO+MSF. Sin embargo, en el resultado de los análisis, los costos estimados de estas combinaciones han demostrado que estas alternativas incorporan costos mayores de desalación (Khan & Ullah, 2016), por lo que se ha optado por no incluirlas dentro de los alcances del presente trabajo.

En el ámbito de los sistemas térmicos, cabe destacar que, además de MED, también es posible acoplar a sistemas nucleares la tecnología MSF (Multi-Stage Flash Distillation). Sin embargo, su participación mundial en la industria de la desalación (WNA, 2017) es menor que las ya señaladas: 8%, vs. 23% para MED y 63% para RO (valores globales de desalinización –independientes del tipo de suministro energético– a 2012).

5.1 Comparativa de procesos de desalinización con base en parámetros fundamentales

En el documento “Overview of nuclear desalination technologies & costs” (Khamis, 2014), se presenta una comparación ilustrativa de los procesos MED, MSF y RO (con base en sus características típicas), la cual se presenta en la Tabla 1; a partir de ella, se observa que: (a) Caso MED: su principal desventaja comparativa responde a la menor capacidad de producción por unidad de desalación. Exceptuando la complejidad operacional, en los demás aspectos comparables con MSF, esta tecnología resulta igual o mejor; (b) Caso RO: la mayoría de sus desventajas se centran en el pretratamiento que requiere el agua de alimentación antes de ingresar al sistema de membranas. Sin embargo, el menor costo de capital y la mayor capacidad de producción hacen de este sistema una alternativa atractiva, incluso sobre MED; (c) Caso MSF: aunque presenta mayores costos de capital y requerimientos superiores de energía térmica y eléctrica respecto de MED, esta tecnología se muestra aventajada en simplicidad operacional y robustez/confiabilidad.

PARÁMETRO	MSF	MED	RO
1 Requerimientos de pretratamiento	Mínimo	Mínimo	Crítico
2 Consumo de químicos	Bajo	Bajo	El más alto
3 Producción de lodos	No	No	Sí (escasos)
4 Scaling ⁴	Bajo	Bajo	El más bajo
5 Fouling ⁵	Bajo	Bajo	El más alto
6 Complejidad operacional	El más bajo	Bajo	El más alto
7 Confiabilidad/robustez	El más alto	Alto	Depende de pretrat.
8 Costo de capital	El más alto	Medio - Alto	El más bajo
9 Consumo eléctrico (kWh/m ³)	3,5	1,2	4
10 Consumo de vapor (GOR ⁶)	10:1	7:1	No aplica
11 Factor de concentración ⁷	1,7	1,7	1,9
12 Temperatura de salmuera (°C)	110	65	No aplica
13 Presión agua de alimentación (bar)	2	2	65
14 Flujo alimentación: flujo producto	8:1	8:1	2,2:1
15 SDT en agua de producto (ppm)	<25	<25	450
16 Cap. máx. por unidad/tren (m ³ /d)	78700	37850	240000

Tabla 1: Comparativa de sistemas de desalación en función de parámetros característicos y valores típicos⁸

⁴ Scaling: disposición no deseada de material particulado en una membrana o superficie filtrante, produciendo la disminución del flujo nominal.

⁵ Fouling: contaminación coloidal en superficies filtrantes.

⁶ GOR (*Gain Output Ratio*): razón entre la cantidad de vapor necesaria para producir 1 kg de agua producto. Se utiliza como medida de eficiencia para sistemas de desalación térmica.

⁷ Relación de concentración salina salmuera/agua de alimentación.

⁸ Extraído y adaptado de “Overview of nuclear desalination technologies & costs” (Khamis, 2014).

5.2 Aspectos de seguridad en sistemas MED y RO acoplados a la tecnología nuclear

El documento de la IAEA “Economics of Nuclear Desalination: New Developments and Site Specific Studies”, se plantean algunos aspectos de seguridad que es necesario tomar en consideración para seleccionar la integración más adecuada para la problemática en cuestión. Dejando de lado la complejidad intrínseca de la seguridad de la energía nuclear, según la IAEA (2007) los principales aspectos que se relacionan con la desalación acoplada a sistemas nucleares son: (i) El potencial de transferir materiales radiactivos desde la planta nuclear al sistema de desalación durante la operación normal, o como resultado de un incidente o accidente. Ello involucra considerar la adopción de barreras de contención-confinamiento que resulten adecuadas en términos de cantidad y efectividad; (ii) El potencial de transientes severos en los sistemas del reactor, inducidos por transientes en la planta desalinizadora, sea durante la operación normal o como resultado de un accidente.

5.2.1 Transientes y accidentes inducidos en integración nuclear-MED

Tal como lo señala la IAEA en su TECDOC-1561, la planta MED se encuentra usualmente acoplada al reactor nuclear como un by-pass al dissipador de calor principal (río o mar). Por tanto, la no disponibilidad parcial o total del sistema MED, que representa el sumidero redundante de calor de la planta nuclear, podría traducirse en la pérdida parcial o total de su capacidad de disipación de calor, lo que, a su vez, podría gatillar el trip del reactor (IAEA, 2007).

Las principales causas de transientes en este tipo de integración son: (a) pérdida de vacío en el condensador, (b) fugas en el tubo principal del condensador y (c) pérdida de flujo recirculante de agua de enfriamiento; es un evento de baja probabilidad, en caso de haber redundancia suficiente de componentes (bombas y potencia eléctrica) suministrados en el sistema principal de agua de refrigeración del condensador.

Para una mejor comprensión del acoplamiento en cuestión, en la Figura 7 se muestra el esquema conceptual correspondiente (Khan & Ullah, 2016).

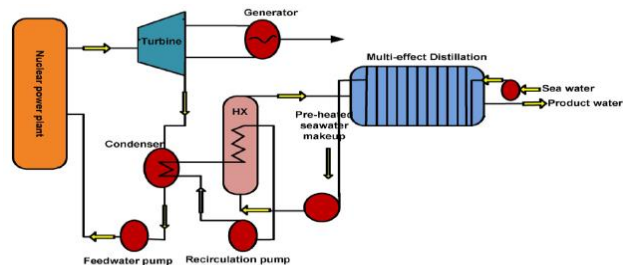


Figura 7: Esquema conceptual⁹ integración NPP-MED

⁹ Esquema adaptado de “Development and techno-economic analysis of small modular nuclear reactor and desalination system across Middle East and North Africa Region” (Khan & Ullah, 2016).

Según indica la IAEA en la referencia citada, para minimizar la frecuencia anual de los transientes mencionados, las medidas básicas de diseño de un sistema MED acoplado a una planta nuclear, son las siguientes (IAEA, 2007): (1) La tubería de transporte que va desde la planta nuclear al sitio MED, debe conducir agua en lugar de vapor, pues usar tuberías para el transporte de vapor a temperaturas por debajo de los 100°C requiere una línea de mayor diámetro, a presión sub-atmosférica importante; ello reduce la disponibilidad media del sistema MED, aumentando la probabilidad de ocurrencia de transientes; (2) Se debe aplicar un sistema MED con una cantidad suficiente de módulos, lo cual asegura que la pérdida de un módulo de desalinización – debido a una detención programada o a un accidente– no inducirá el trip¹⁰ del reactor, sino solo una pequeña reducción en la carga que sirve el reactor nuclear; (3) El agua producto debe ser almacenada y monitoreada por contaminación radiológica antes de su distribución. En la Figura 8, extraída del IAEA-TECDOC-1561 muestra un esquema de la solución comentada.

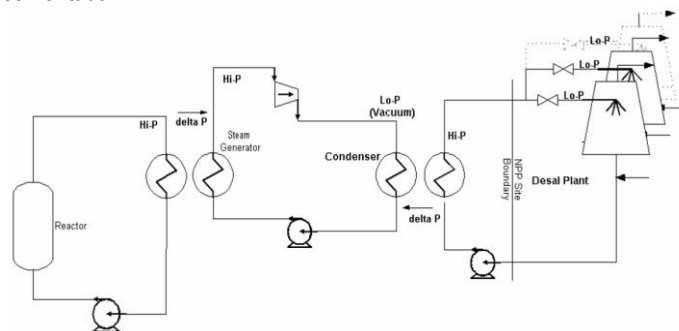


Figura 8: Integración NPP-MED, con acople mediante condensador (IAEA, 2007)

5.2.2 Transientes inducidos en integración nuclear-RO

El principal transiente debido al acoplamiento de la tecnología RO a la planta nuclear deriva del eventual y repentino cese de la demanda eléctrica que ejerce el sistema de desalación, produciendo una pérdida de carga súbita. Ello se podría traducir en un trip del reactor, dependiendo de la relación entre la potencia eléctrica total del reactor y la potencia requerida por la planta desalinizadora. De acuerdo con el documento TECDOC-1561 (IAEA, 2007), para plantas nucleares que generan proporciones mucho mayores de energía que la demandada por la planta RO, la posibilidad de que un transiente de este tipo lleve al trip del reactor, es muy baja.

5.3 Consideraciones económicas – comparación entre acoples MED y RO

Para obtener una idea comparativa de los costos asociados al acople de las tecnologías MED y RO con una planta nuclear, se toman los resultados del estudio de casos

¹⁰ Acción preventiva de apagado automático del reactor ante riesgo de daño en el núcleo.

que presenta el TECDOC-1561. En dicho documento se analizaron los costos asociados a sistemas PWR¹¹+RO y PWR+MED, para tres países (Argentina, Egipto y Francia).

Los resultados de dicho estudio, correspondientes al costo homogeneizado¹² del metro cúbico producido de agua fresca, expresado en moneda de 2006, son los que se entregan en la Tabla 2.

PAÍS	PWR+RO	PWR+MED
Argentina ¹³	0,738	--
Egipto	0,727	0,886
Francia	0,611	0,887

Tabla 2: Costo de producción de agua fresca según sistema integrado (US\$/m³) – valores a 2006¹⁴

A partir de los valores mostrados, se puede apreciar que: (a) La desalación nuclear integrada con RO resulta más económica que la integración con MED; (b) Tanto para RO como para MED, los costos se mantienen dentro del mismo orden de magnitud en los tres países analizados por la IAEA en su TECDOC-1561. Esto permite aventurar cierta estabilidad en los costos asociados a sistemas de desalación nuclear con reactores PWR.

6 ESTIMACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE POTENCIA NUCLEAR + RO

Dadas las ventajas comparativas que al día de hoy presenta la integración de energía nuclear con RO, en este trabajo se procedió a elegir esta tecnología de desalinización para proseguir los análisis.

Con base en lo anterior y en los caudales de producción de agua desalada, además de los requerimientos de energía asociados a las impulsiones que se estimaron, se procedió a cuantificar la potencia necesaria para el suministro de energía correspondiente. Los consumos principales que se consideran para el cálculo de la potencia requerida son los siguientes: (i) Potencia de desalación RO: se obtiene como función de los caudales de demanda ya calculados y el consumo específico de energía por metro cúbico de agua producto desalado a través de RO. En este sentido, la World Nuclear Association establece que dicho consumo se puede establecer en 6 kWh/m³ de agua producto, aunque en sistemas RO de mayor desarrollo se alcanzan valores de 3,5 a 4 kWh/m³ desalado (WNA, 2017). (ii) Potencia de impulsiones: de acuerdo con los supuestos específicos adoptados para estos efectos, se estimó la potencia requerida por los equipos de elevación

mecánica; el cálculo es función de los caudales de producción, el diferencial altimétrico, las pérdidas de carga hidráulica por fricción y la eficiencia media de las bombas. (iii) Potencia requerida para autoconsumo: aquella requerida por las instalaciones y sistemas de la planta nuclear; para este caso, se supuso de 5 MW. Los resultados de la aplicación de los puntos recién señalados se proporcionan en la Tabla 3.

CORRELATIVO AÑO	1	10	20	30	37
Potencia impulsiones ^{15,16} (MWe)	0,9	6,1	12,2	12,9	13,5
Potencia desalación ¹⁷ (MWe)	6,6	19,7	34,7	39,4	43,3
Potencia autoconsumo NPP (MWe)	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
POTENCIA TOTAL NPP+RO (MWe)	12,4	30,8	51,9	57,2	61,8

Tabla 3: Estimación requerimientos de potencia sistema NPP+RO (Elaboración propia)

7 SELECCIÓN DEL REACTOR NUCLEAR Y RELACIÓN DE POTENCIA

En función de las necesidades de potencia que debe tener la NPP, se aprecia que el rango correspondiente se mueve entre los 12,4 y 61,8 MWe, potencias que se ubican dentro de las capacidades de reactores modulares pequeños, es decir, SMR¹⁸ (Small Modular Reactor). Al interior de la gama de SMRs tipo PWR en desarrollo, destacan los iSMR (Integral SMR), los que incorporan una parte importante de sus componentes al interior de la vasija del reactor; esto se considera un aspecto de diseño ventajoso, dadas las implicancias positivas que conlleva en la seguridad del sistema. Dentro de la amplia gama de alternativas y desarrollos tecnológicos existentes, se aprecia que los reactores CAREM (diseño argentino) y NuScale¹⁹ (EE. UU.) son los SMR tipo PWR que, además de ofrecer potencias eléctricas acorde a la magnitud del problema, son algunos de los reactores con mayor nivel de avance en sus desarrollos.

Para la elección del reactor con que se prosiguen los análisis, se efectuó una comparación técnica entre el CAREM y el NuScale; con base en ello, se optó por seleccionar al reactor NuScale por las siguientes ventajas: (i) Elementos combustible de geometría estándar (cuadrada en lugar de hexagonal); (ii) Dimensión modular (diámetro) más apta para su transporte; (iii) Concepto de planta tipo permite la adición de unidades modulares dentro de la misma instalación; (iv) Ciclo de combustible de mayor duración.

¹¹ PWR: Pressure Water Reactor (Reactor de Agua a Presión).

¹² Valores referidos a un mismo set de bases de cálculo y supuestos (tasa de descuento, vida útil de las instalaciones, salinidad del agua de alimentación, capacidad nominal de producción, tiempo de construcción, etcétera).

¹³ Para el caso de Argentina, los análisis consideraron al reactor CAREM (PWR avanzado), para el cual solo se estudió el acople con desalación RO.

¹⁴ Extraído y adaptado de TECDOC-1561 (IAEA, 2007)

¹⁵ Para la estimación de la potencia de las impulsiones, se consideró eficiencia media de bombeo $\eta_b = 0,7$

¹⁶ Las pérdidas de carga friccionales se calcularon a partir de la fórmula empírica de Hazen-Williams, considerando, para el HDPE, un coeficiente $C_{H-W} = 150$.

¹⁷ Para los cálculos, se consideró una energía requerida de desalación de 4 kWh/m³.

¹⁸ La World Nuclear Association (WNA) define a los SMRs como aquellos de potencia igual o menor a 300 MWe, diseñados para la fabricación industrial de módulos, con economías de producción serial y tiempos breves de construcción (WNA, 2015).

¹⁹ Para el caso del reactor NuScale, a fines de diciembre de 2016, el desarrollador envió a la NRC la primera solicitud de certificación para un SMR (NuScale Power, 2017).

7.1 Relación potencia reactor seleccionado vs. la potencia de proyecto

La potencia nominal del reactor NuScale equivale a 50 MWe; ella se ha considerado apropiada, ya que permite cubrir los requerimientos de energía y potencia del sistema NPP+RO hasta el año correlativo 16 del período contemplado para la proyección de la demanda. Este hecho, en conjunto con la posibilidad de ingresar reactores adicionales dentro de la misma instalación nuclear, entrega flexibilidad a los distintos escenarios de demanda hídrica que pudieran darse. En los eventuales períodos de capacidad ociosa, el modelo de negocios podría permitirse la venta directa de energía al sistema, ya sea a través de contratos y/o en el mercado spot, mejorando la perspectiva económica del proyecto.

Por ejemplo, téngase la posibilidad de que la segunda unidad modular (50 MWe) ingrese al año 17 del período de operación; la situación correspondiente queda graficada en la Figura 9, donde el supuesto fundamental es que la central nuclear genera a plena potencia. Siendo este solo uno de los escenarios posibles –el ingreso de un segundo módulo en un determinado año del período de previsión del proyecto–, una de las ventajas del reactor NuScale es la flexibilidad que éste y su concepto de planta ofrecen respecto de la planificación del proyecto, permitiendo adelantar o retrasar el ingreso de módulos adicionales según se den las condiciones de mercado, tanto de energía como de agua desalinizada.

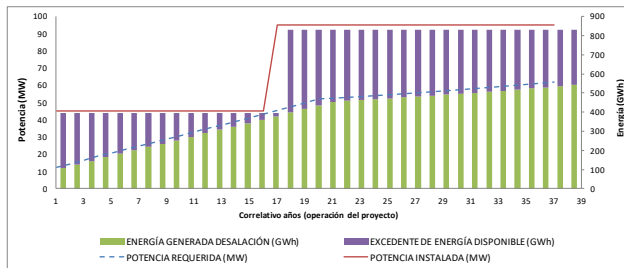


Figura 9: Energía y potencia del proyecto, vs potencia nuclear (nominal) y capacidad de generación (Elaboración propia)

8 BREVE DESCRIPCIÓN DEL REACTOR NUSCALE

El NuScale corresponde a un reactor de agua liviana tipo PWR, desarrollado por NuScale Power, con el objeto de conseguir un SMR de diseño *innovativo* de alta flexibilidad para el despliegue y apoyo a aplicaciones eléctricas y térmicas como fuente de generación base o variable. Dentro de las aplicaciones mencionadas por el desarrollador, se cuentan la desalinización, producción de hidrógeno y apoyo de base para renovables intermitentes, entre otras. Tal como se ha señalado, cada módulo produce 50 MWe para aplicaciones eléctricas y 160 MWt de vapor para aplicaciones industriales como procesos químicos, recuperación de aceite y producción de combustibles sintéticos (NuScale Power,

2017). En la Figura 10 se muestra un corte en elevación del reactor.

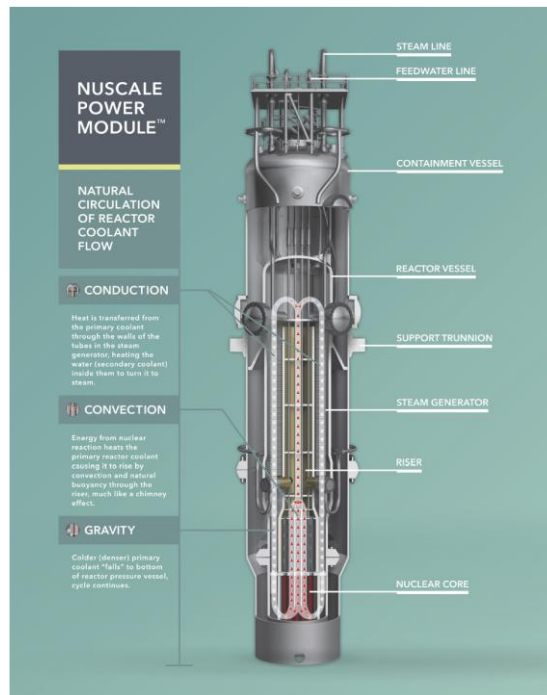


Figura 10: Sección esquemática del reactor NuScale (NuScale Power, 2017)

8.1 Núcleo

La configuración del núcleo consiste en 37 elementos combustibles y 16 barras de control por elemento. El diseño del elemento combustible se encuentra modelado como un arreglo PWR estándar de 17x17 con 24 tubos-guía para barras de control y un tubo central para la guía de instrumentos. Cada elemento es nominalmente la mitad de la altura del combustible estándar de la planta, siendo soportado por cinco rejillas separadoras. El combustible es de tipo cerámico (UO₂) con Gd₂O₃ como absorbente *quemable*, mezclado de forma homogénea en ubicaciones seleccionadas. Por su parte, el enriquecido del U-235 es del 4,95%; con todo ello, el reactor presenta un ciclo de reabastecimiento de 24 meses (IAEA, 2016).

8.2 Control de la reactividad

Se obtiene principalmente a través de boro soluble en el refrigerante primario y 16 elementos de barras de control, las que se organizan en dos grupos: un grupo de control y uno de apagado. El primero consiste en cuatro barras simétricamente ubicadas en el núcleo; funciona como un grupo regulador utilizado durante la operación normal de la planta para controlar la reactividad. Por su parte, el grupo de apagado consiste en 12 barras, las que se utilizan durante el apagado y en eventos scram (o trip). El material absorbente de las barras de control es B₄C, con una longitud de 2 m (IAEA, 2016).

8.3 Sistema de refrigeración

El núcleo cuenta con refrigeración por convección, la que no necesita de equipos de bombeo. Tanto el NSSS²⁰ como el CNV²¹ se encuentran inmersos en la piscina del reactor, lo que asegura el enfriamiento de largo plazo y la retención de los productos de fisión. El núcleo del reactor está situado dentro de una cubierta conectada al montante vertical del tramo caliente. El núcleo del reactor eleva la temperatura del refrigerante, haciendo que este último fluya hacia arriba a través del tubo ascendente. Cuando el refrigerante calentado del reactor sale del tubo ascendente, pasa en torno a los tubos de los generadores helicoidales de vapor, que actúan como disipador de calor. A medida que el refrigerante del reactor envuelve a los tubos del generador de vapor, el fluido se enfría, aumentando su densidad y circulando naturalmente hasta el núcleo del reactor, donde el ciclo comienza nuevamente (IAEA, 2016).

8.4 Características de seguridad

Cada módulo del NuScale incorpora variadas características de seguridad que resultan simples, independientes y redundantes; dentro de ellas se encuentran (IAEA, 2016): (1) Sistema de remoción del calor por decaimiento: proporciona enfriamiento lateral del reactor para eventos diferentes de LOCA²², cuando el agua de alimentación normal no está disponible. El sistema es un circuito cerrado, de dos fases de circulación natural del sistema de refrigeración. (2) Sistema de enfriado de emergencia del núcleo: consiste en dos válvulas independientes de ventilación y dos válvulas independientes de recirculación del reactor. Para LOCAs al interior del contenedor, el sistema devuelve refrigerante a la vasija del reactor, desde la CNV. Esto asegura que el núcleo se mantenga cubierto y que el calor de decaimiento sea removido. (3) Piscina del reactor: Se trata de una gran piscina forrada en acero inoxidable, situada debajo del nivel de la planta. El agua contenida provee enfriamiento al módulo por un mínimo de 72 horas, luego de cualquier accidente base de diseño. Durante la operación normal de la planta, el calor es removido desde la piscina a través del sistema de enfriamiento y finalmente rechazado a la atmósfera a través de una torre de enfriamiento u otro sumidero externo de calor. En un accidente donde se produzca la pérdida de potencia externa, el calor es removido del módulo permitiendo que el agua contenida en la piscina se caliente y hierva. (4) Sistema de contención: la principal función de la CNV es contener la liberación de radiactividad frente a determinados accidentes, proteger a la vasija a presión y su contenido de amenazas externas y permitir el rechazo de calor a la piscina del reactor, luego de la activación del sistema de enfriado de emergencia del núcleo. Cada CNV consiste en un cilindro de acero de 457

cm de diámetro externo y 2,316 cm de altura, albergando a la vasija a presión, al mecanismo de las barras de control y a componentes asociados al NSSS y al piping. El CNV se encuentra inmerso en la piscina del reactor, lo que constituye un sumidero pasivo de calor para su remoción bajo condiciones de LOCA.

8.5 Diseño conceptual de la planta nuclear NuScale

El desarrollo del NuScale considera su operación en una planta multi-modular, capaz de operar de manera independiente hasta 12 reactores, monitoreados y controlados en una única sala de control. En la Figura 11 se muestra el corte en elevación del concepto aludido, mientras que en la Figura 12 se incluye la vista en planta correspondiente.

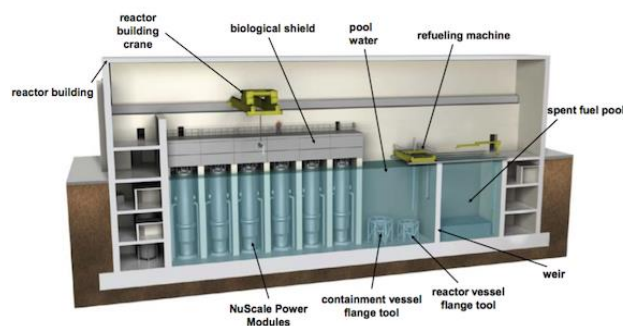


Figura 11: Corte en elevación diseño conceptual planta NuScale (Ingersoll & Empey, 2015)

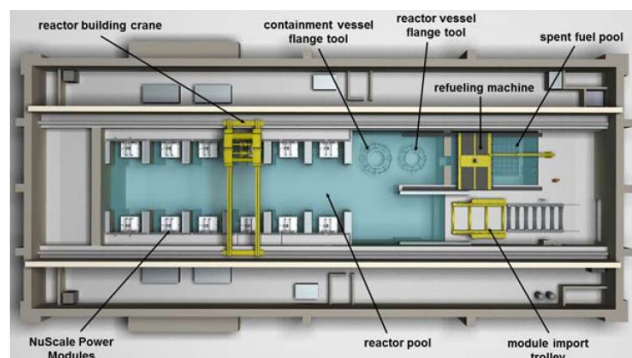


Figura 12: Vista en planta de la instalación NuScale (Doyle & Ingersoll, 2016)

9 ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTO DE LA NPP

El documento “Site Survey and Site Selection for Nuclear Installations” (IAEA, 2015) establece de forma detallada los estándares que se deben cumplir en un proceso de estudio y selección de lugar de emplazamiento para una instalación nuclear; el objetivo de ello es asegurar la protección de las personas y del medioambiente frente a los efectos dañinos de la radiación ionizante a través la adecuada selección del sitio y la combinación de un buen diseño con elementos de

²⁰ NSSS: Nuclear Steam Supply Generation – Generación de suministro nuclear de vapor.

²¹ CNV: Cylindrical Containment Vessel – Vasija Contenedora Cilíndrica.

²² LOCA: Loss of Coolant Accident – Accidente por pérdida de refrigerante.

ingeniería que provean márgenes de seguridad, diversidad y redundancia. La aptitud del sitio debe, por tanto, ser evaluada considerando (IAEA, 2015): (a) Los efectos de eventos externos que puedan ocurrir en la región en que se encuentra el sitio (naturales o provocados por el hombre). (b) Las características del sitio y su entorno que pudieran influenciar la transferencia de material radiactivo liberado a personas y al medioambiente. (c) La densidad y distribución demográfica y otras características del área exterior que incidan en la adopción de medidas de emergencia y la necesidad de evaluar riesgos, tanto para individuos como a la población en su conjunto.

Por tanto, el proceso de ubicación, desde su inicio, debe ser guiado a través de un set de criterios consistentes con los requerimientos regulatorios, set de particular importancia para la identificación de los factores que determinan la exclusión de los sitios no aptos. El balance debe establecerse entre las características de un sitio específico y las características de diseño, las medidas de protección y los procedimientos administrativos. La IAEA establece dos procesos relacionados con las consideraciones de seguridad para el sitio de una instalación nuclear: (i) Sitting Process y (ii) Site Evaluation, los que se dividen en cinco etapas, según lo indica la Figura 13.

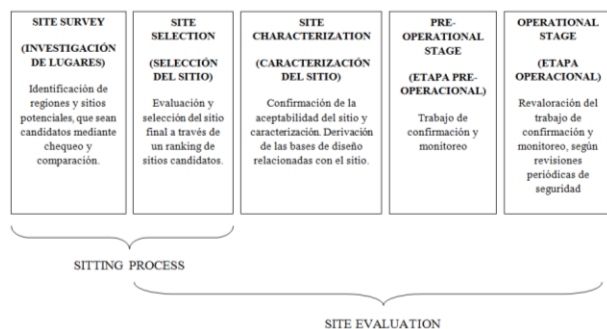


Figura 13: Descripción de los procesos estandarizados para la selección y evaluación de sitios para centrales nucleares (IAEA, 2015)

9.1 Criterios generales para la ubicación de la NPP

Se consideraron los siguientes criterios aplicables, dentro de los alcances de este trabajo: (i) Criterio general de emplazamiento: por tratarse el reactor de un PWR, se estima la conveniencia de ubicar la NPP en sitio cercano al borde costero. (ii) Radios de exclusión, restricción y distancia mínima a centros poblados: se toma como referencia la Tabla VIII del documento "Calculation of Distance Factors for Power and Test Reactors Sites – Technical Information Document 14844" (Di Nunno, Anderson, Baker, & Waterfield, 1962), que relaciona la potencia térmica del reactor con los radios de exclusión, restricción y distancia a zonas populosas²³. Los valores referidos se reproducen en la Tabla 4.

²³ La estimación efectuada en el TID-148444, que relaciona diferentes potencias térmicas del reactor con radios de seguridad, se basa en la fijación de parámetros con valores tipo y una serie de supuestos que permiten llevar a cabo los cálculos. En este trabajo se asume la validez general de dichos supuestos, de modo que las relaciones establecidas (MWt vs. Distancia)

POTENCIA REACTOR (MWt)	RExclusión		RRestricción		RCentros Poblados	
	milla	km	Milla	km	milla	km
500	0,43	0,7	6,5	10,5	8,7	14,0
400	0,37	0,6	5,4	8,7	7,2	11,6
300	0,31	0,5	4,5	7,2	6,0	9,7
200	0,29	0,5	3,4	5,5	4,5	7,2
100	0,25	0,4	2,2	3,5	2,9	4,7
50	0,21	0,3	1,4	2,3	1,9	3,1

Tabla 4: Radios de exclusión, restricción y distancia a centros poblados, según potencia térmica del reactor²⁴

Dado que el reactor NuScale posee 160 MWt, se acepta adoptar de manera conservadora los siguientes radios²⁵: Radio de Exclusión de 500 m; Radio de Restricción de 5,5 km; distancia mínima a centros poblados de 7,2 km. (iii) Emergency Planning Zone (EPZ): la NRC establece que el tamaño y la forma exacta de cada EPZ es el resultado de una planificación detallada que incluye las condiciones específicas de cada sitio, las características geográficas únicas del área y la información demográfica (NRC, 2017). Dicha institución identifica dos tipos de EPZ, a saber:

- Ruta de exposición a la pluma (EPZ N°1): tiene un radio de aproximadamente 10 millas (16 km) desde el sitio del reactor. Existen planes de acción de protección predeterminados para esta zona, estando diseñados para evitar o reducir la dosis de la posible exposición de materiales radiactivos. Estas acciones incluyen el refugio, evacuación y el uso de yoduro de potasio donde sea requerido (NRC, 2017).
- Ruta de exposición a la ingesta (EPZ N°2): tiene un radio de aproximadamente 50 millas (80,5 km) desde el sitio del reactor. Existen planes de acción predeterminados para esta zona, estando diseñados para evitar o reducir la dosis por ingesta potencial de materiales radioactivos. Estas acciones incluyen la prohibición de alimentos y de agua contaminados.

(iv) Elevación del sitio de emplazamiento: se considera una cota de terreno mínima igual a 40 msnm²⁶. (v) Lejanía a zonas protegidas: Sitios Prioritarios para la Conservación de la Biodiversidad, sitios RAMSAR (humedales de importancia internacional) y/o SNASPE (Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado). (vi) Riesgo geológico: lejanía del sitio a eventuales fallas geológicas importantes.

sirven para definir de modo preliminar las áreas de exclusión y restricción aplicadas al reactor NuScale.

²⁴ Fuente: "Technical Information Document 14844" (Di Nunno, Anderson, Baker, & Waterfield, 1962).

²⁵ La NRC es clara en diferenciar el criterio de adopción de las tres zonas, en función de la independencia de los reactores que componen la planta nuclear. En este caso, aun cuando los módulos NuScale comparten la piscina de enfriamiento, se ha supuesto que, ante la falla de uno de ellos que implique la fuga de material radiactivo, el resto de las unidades, mediante maniobras de operación adecuadas, no incursionará en emisiones similares.

²⁶ Criterio arbitrario de tipo conservador, adoptado para los efectos de este trabajo; el procedimiento de determinación de esta elevación debiera ser función de la cota máxima inundable por la acción de tsunami. Sin embargo, el SHOA solo dispone de cartas para ciertas zonas del país.

(vii) Cercanía conveniente a líneas de transmisión de Alta Tensión (AT) y subestaciones eléctricas.

10 ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTO

Se establecieron los costos tanto de inversión (CAPEX) como de operación (OPEX) del proyecto descrito (planta nuclear, planta desalinizadora y sistemas de impulsión), todos ellos caracterizados a partir de valores típicos, según lo indican las fuentes de documentación más recientes.

La evaluación económica del proyecto se efectuó con el cálculo del flujo de caja, construido usando la estructura clásica I-C (ingresos menos costos), donde los ingresos tienen tres componentes: ventas de energía, potencia eléctrica y agua desalinizada; a ello se le aplicó un análisis probabilístico, ejecutado a través de simulación de Monte Carlo, suponiendo una distribución Normal para las variables aleatorias escogidas.

Cabe señalar que los resultados del flujo de caja de la evaluación económica se caracterizaron a través de los parámetros VAN (Valor Actualizado Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno), LCOE y LCOW (costos nivelados de energía y agua producto, respectivamente). En la evaluación no se incluyeron aspectos financieros, tales como el nivel de apalancamiento, modalidades de crédito y pago de intereses, depreciación de activos, pago de impuestos, etcétera.

Para los efectos del análisis económico probabilístico, se establecieron rangos de variación de los precios de venta de energía al sistema eléctrico y de agua desalada para procesos mineros, definidos de manera arbitraria, pero dentro de valores extremos considerados razonables, según Tabla 5. Dichos parámetros correspondieron a las variables aleatorias seleccionadas.

VARIABLES ALEATORIAS	MAX	MIN	MEDIA	DESV. EST.
PRECIO DE LA ENERGÍA (US\$/MWh)	120	40	80,0	13,3
PRECIO DEL AGUA MINERÍA (US\$/m ³)	3,85	1,54	2,7	0,4

Tabla 5: Caracterización variables aleatorias Simulación de Monte Carlo (Elaboración propia)

De tal manera, se efectuaron 1.000 iteraciones para cada una de las cuales ambos precios tomaron, aleatoriamente, los valores ubicados dentro de los extremos indicados. Como resultado se obtuvo, para diferentes tasas de descuento de capital, la probabilidad de que el proyecto cumpla la condición VAN > 0. Las probabilidades conseguidas se presentan en la Tabla 6.

	TD = 10%	TD = 8%	TD = 7%	TD = 6%	TD = 5%	TD = 4%
MIN	-427,72	-383,16	-308,63	-280,41	-284,37	-79,04
MAX	-145,65	8,59	88,71	236,26	351,3	635,12
MEDIA	-289,50	-194,31	-125,76	-31,78	85,72	239,96
DESV. EST.	40,96	55,19	65,05	75,91	90,89	104,83
P [VAN > 0]	0,00%	0,10%	2,90%	34,50%	83,10%	98,50%

Tabla 6: Estadígrafos VAN (MMUS\$) y probabilidades de VAN positivo de proyecto según TD, obtenidas a través de Simulación de Monte Carlo (Elaboración propia)

Tal como se aprecia, el proyecto adquiere alto riesgo para tasas de descuento de capital por sobre el 6%.

11 ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD SUSTENTABLE

Ante toda propuesta de generación nuclear como fuente de energía limpia y segura, cabe preguntarse cómo es su relación de sustentabilidad frente a otros medios tradicionales con o sin sistemas de mitigación de emisiones. Para tales efectos, en el presente capítulo se ha escogido comparar el proyecto de generación nuclear propuesto con una central de carbón con sistemas de captura y secuestro de carbono (CCS – Carbon Capture and Storage).

11.1 Comparación de costos por disminución de emisiones

Para la estimación del costo de disminución de emisiones, se ha optado por comparar dos escenarios sustentables, a saber: (a) Escenario Sustentable N°1: disminución de las emisiones de CO₂ provenientes de una central a carbón tradicional de tecnología mejorada, por medio de su reemplazo con una central a carbón CCS. (b) Escenario Sustentable N°2: disminución de las emisiones de CO₂ provenientes de una central a carbón tradicional de tecnología mejorada, por medio de su reemplazo con la central nuclear proyectada en este trabajo.

Respecto de las tasas de emisión para cada tipo de central comparada, los valores correspondientes se han tomado del documento “The prospects for coal-fired power plants with carbon capture and storage: A UK perspective” (Hammond & Spargo, 2014), valores que se reproducen en la Tabla 7.

TECNOLOGÍA	EMISIONES GEI (kg CO ₂ /KWhe)
Nueva Carbón no-CCS	0,956
Carbón CCS	0,115
Energía Nuclear	0,02

Tabla 7: Valores referentes de emisiones según tecnología de generación (Fuente: Hammond & Spargo, 2014)

Para efectuar los cálculos y la comparación, se han considerado los LCOE respectivos bajo una Tasa de Descuento del 10%. Los resultados se muestran en Tabla 8 y Tabla 9.

PARÁMETRO	CARBÓN NO-CCS	CARBÓN CCS	Δ
LCOE [TD = 10%] (US\$/MWh)	73 ²⁷	150 ²⁸	77
kg CO ₂ /kWh	0,956	0,115	0,841
Costo de las emisiones evitadas (US\$/tCO ₂)			91,56

Tabla 8: Cálculo costo de emisiones evitadas en Escenario Sustentable N°1 (Elaboración propia)

PARÁMETRO	CARBÓN NO-CCS	NUCLEAR	Δ
LCOE [TD = 10%] (US\$/MWh)	73	103,5 ²⁹	30,5
kg CO ₂ /kWh	0,956	0,02	0,936
Costo de las emisiones evitadas (US\$/tCO ₂)			32,59

Tabla 9: Cálculo costo de emisiones evitadas en Escenario Sustentable N°2 (Elaboración propia)

Según se aprecia, el escenario en que se evitan las emisiones de CO₂ a través de una central nuclear de potencia (Escenario Sustentable N°2) es más competitivo que el caso en que ello se hace efectivo mediante una central a carbón CCS.

11.2 Estimación de emisiones evitadas a lo largo de la vida del proyecto nuclear

Para obtener una idea de la reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) que implica el proyecto NPP+RO a lo largo de su vida útil, se calcularon las toneladas de CO₂ que se evitan al operar la central nuclear con respecto a la situación media anual de emisiones para el Sistema Interconectado Central (SIC). La base del cálculo involucra un factor de planta nuclear del 90% y un factor medio anual para el SIC de emisión de 0,397 tCO₂/MWh (MINENERGIA, 2017). Los resultados obtenidos se aprecian en la Tabla 10. Cabe señalar que los cálculos obedecen a un factor de planta representativa del SIC del 85%.

	GENERACIÓN PARA DESALACIÓN	GENERACIÓN DESALACIÓN + VENTA DE ENERGÍA
Emisión media anual evitada (tCO ₂ /año)	121.404	205.341
Emisiones totales evitadas (tCO ₂)	4.491.491	7.597.607

Tabla 10: de emisiones evitadas por planta nuclear en estudio (Elaboración propia)

12 CONCLUSIONES

Sobre una perspectiva general del trabajo expuesto, se observa que los desafíos que impone la progresión evidente de la escasez hídrica a lo largo de gran parte del país exigen soluciones que, necesariamente, deberán abordarse con enfoques que superen el estado tradicional del arte. El aumento de la oferta hídrica a través de medios de desalinización, sean térmicos o de membrana, es una opción

que cada vez cobra más fuerza y presencia dentro del rubro del abastecimiento de agua para procesos y consumo humano.

En tal sentido, la energía nuclear se abre como una alternativa interesante para dotar de energía de base confiable, no solo por sus cualidades de sustentabilidad y seguridad, sino que también por el cambio de paradigma que traen consigo los últimos desarrollos asociados a reactores *innovativos* de III y III+ Generación. Casos ilustrativos de los avances tecnológicos que está experimentando la industria nuclear le corresponden a los denominados SMR, cuya modularidad permite escalar de mejor forma las prestaciones de plantas nucleares versus los requerimientos. Ello supone, además, la posibilidad de dar acceso a países emergentes no nucleares a proyectos modulares de ingeniería estándar de alta calidad, acotando áreas de influencia y disminuyendo, por tanto, su complejidad.

En lo que se refiere a la integración de la energía nuclear con RO, cabe notar que si bien no se trata de una integración energética en su estricto rigor (como sí sería en el caso de una integración con medios térmicos de desalinización), sí lo es desde el punto de vista operacional y del modelo de negocio. En este sentido, el desacople energético entre ambas unidades (la central nuclear y la planta desaladora) beneficia a la flexibilidad operativa y económica del conjunto.

Con base en el análisis técnico-económico, el presente trabajo se inclinó por escoger el SMR NuScale, sin perjuicio de toda otra opción de reactor similar que también pueda constituir igual o mejor opción. Este reactor se seleccionó debido a sus cualidades técnicas y de diseño, incluyendo un concepto de planta nuclear flexible, que permite el ingreso escalonado de potencia nominal.

En cuanto al estudio de emplazamiento para el proyecto, el trabajo realizó un análisis en extremo simplificado (respecto de los estrictos procesos que imponen las normas internacionales), pero se considera el ejercicio como válido para los fines de identificar y estudiar algunos de los principales factores que se deben considerar.

Finalmente, el análisis económico, previa estimación tanto de los costos de inversión y operación como de la estructura de ingresos por venta de energía y agua desalinizada, proporcionó como principal resultado la obtención de rentabilidades medianas para niveles de incertidumbre aceptables. Ello es indicador claro de la naturaleza riesgosa del proyecto, aun cuando no se implementaron condiciones de apalancamiento que ayudarían a mejorar los retornos hacia el largo plazo.

Finalmente, pese a los resultados del análisis económico, la alternativa nuclear se mantiene –de acuerdo con los resultados aquí obtenidos– como la más competitiva en términos sustentables, frente a alternativas de generación base libre de emisiones, como las plantas térmicas con captura y secuestro de carbono.

²⁷ LCOE borde inferior (TD = 10%), según documento “Costo Nivelado de la Energía en Chile” (Bloomberg, 2011).

²⁸ LCOE borde inferior aproximado (TD = 10%), según documento “Costo Nivelado de la Energía en Chile” (Bloomberg, 2011).

²⁹ LCOE central nuclear de proyecto, calculado de forma determinística.

REFERENCIAS

- Bloomberg. (2011). *Costo Nivelado de la Energía en Chile*. Santiago.
- DGA. (2014). *Glaciares de Chile*. Santiago: Ministerio de Obras Públicas.
- Di Nunno, J. J., Anderson, F. D., Baker, R. E., & Waterfield, R. L. (1962). *Calculation of Distance Factors for Power and Test Reactor Sites - Technical Information Document 14844*.
- Doyle, J., & Ingersoll, D. T. (2016). *Highly reliable nuclear power for mission-critical applications*. San Francisco: NuScale Power, LLC.
- Fuentes M., R. E. (2013). *Análisis Económico de un Sistema de Cogeneración mediante un Reactor SMR*. Santiago: PUC.
- Hammond, G. P., & Spargo, J. (2014). The prospects for coal-fired power plants with carbon capture and storage: A UK perspective. *Energy Conversion and Management*.
- IAEA. (2007). *Economics of Nuclear Desalination: New Developments and Site Specific Studies. Final Results of a Coordinated Research Project 2002-2006*. IAEA-TECDOC-1561 .
- IAEA. (2015). *Site Survey and Site Selection for Nuclear Installations - Specific Safety Guide No. SSG-35*. Viena: IAEA Safety Standards.
- IAEA. (2016). *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System*. IAEA.
- Ingersoll, D. T., & Empey, M. (2015). *Can Nuclear Power and Renewables be Friends?* Utah: NuScale Power, LLC.
- Khamis, I. (2014). *Overview of nuclear desalination technologies & costs*. International Atomic Energy Agency.
- Khan, S. U.-D., & Ullah, R. (2016). *Development and techno-economic analysis of small modular nuclear reactor and desalination system across Middle East and North Africa region*. Elsevier.
- Kumar, V. (2007). *Reactor Technology and Engineering*. Bombay: Bhabha Atomic Research Centre.
- MINENERGIA. (24 de Enero de 2017). *Reportes de Emisión para el SIC*. Obtenido de Información perteneciente al Sistema Interconectado Central: <http://huelladecarbono.minenergia.cl/emision-para-el-sic>
- NRC. (17 de 03 de 2017). *United States Nuclear Regulatory Commission*. Obtenido de Emergency Planning Zones: <https://www.nrc.gov/about-nrc/emerg-preparedness/about-emerg-preparedness/planning-zones.html>
- NuScale Power. (2015). *The NuScale Value Proposition - Simple, Safe, Economic*. NuScale Power, LLC.
- NuScale Power. (05 de 03 de 2017). *NuScale Power*. Obtenido de <http://www.nuscalepower.com/>
- Pankratz, T. (2014). *Reverse Osmosis Desalination - Water Desalination Report*. Energy Optimized Desalination Technology Development Workshop.
- Pourrier, J., Jourde, H., Kinnard, C., Gascoin, S., & Monnier, S. (2014). *Glacier meltwater flow paths and storage in a geomorphologically complex glacial foreland: The case of the Tapado glacier, dry Andes of Chile (30°S)*. Elsevier.
- Ricotti, M. E. (2013). *Engineering Fundamentals of Modular Integral-PWR Type SMR Designs and Technologies*. CNNC/NPIC. Chengdu: Technical Meeting on Technology of Small and Medium-Sized Reactors (SMRs) for Near Term Deployment.
- SHOA. (2015). *Carta de Inundación por Tsunami Coquimbo - La Serena*. SHOA.
- WNA. (2015). *Facilitating International Licensing of Small Modular Reactors*. WNA.
- WNA. (12 de 03 de 2017). *World Nuclear Association*. Obtenido de The Economics of Nuclear Power: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>